

Kierunki rozwoju systemu FDIR oraz urządzeń z nim współpracujących wynikające z doświadczeń wdrożeniowych na 9 obszarach pilotażowych

W referacie przedstawiono kierunki rozwoju systemu FDIR i urządzeń z nim współpracujących, instalowanych w głębi sieci SN, oparte o doświadczenia zdobyte przy realizacji przez Mikronikę 7 pilotaży FDIR, obejmujących 9 obszarów sieci. Pilotaże obejmowały sieć napowietrzną oraz kablową z różnymi sposobami pracy punktu neutralnego tzn. kompensowanych z AWSzc, uziemionych przez rezystor oraz punktem izolowanym. Funkcjonalności zarówno od strony systemów IT jak i urządzeń w głębi sieci były na bieżąco konsultowane z Klientami końcowymi, tak aby spełniały ich oczekiwania.

Opis

Przez ponad 25 lat wdrażania systemów automatyki sieciowej (potocznie nazywanej „sterowaniem radiowym”) powstało wiele koncepcji automatyzacji sieci SN. Były one uwarunkowane w kolejnych latach istnieniem na rynku odpowiedniej aparatury łączeniowej, systemów bezprzewodowej łączności, systemów SCADA w poszczególnych Koncernach Energetycznych (a wcześniej Zakładach Energetycznych) oraz odpowiednich regulacji w energetyce (zwłaszcza po wejściu do Unii Europejskiej).

W kolejności funkcjonalnej, patrząc od strony urządzeń wykonawczych w sieci SN, było to:

- zwykłe zdalne sterowanie łącznikami,
- sekcjonalizery – izolacja uszkodzonych odcinków sieci SN w przerwach bez napięciowych SPZ (reklozerów lub wyłączników w GPZ),
- reklozery – pełna automatyka w głębi sieci SN,
- wskaźniki przepływu prądów zwarciowych instalowane przy rozłącznikach napowietrznych i stacjach SN pracujące w oparciu o pomiar:
 - pola magnetycznego,
 - prądów fazowych (kryteria prądowe bezkierunkowe),
 - prądów fazowych i napięć fazowych (kryteria prądowe i admitancyjne bez-

kierunkowe i kierunkowe),

- niezależna automatyka restytucyjna. od strony wykorzystania różnych systemów łączności:

- (1990-1995) – kanał otwarty 44 MHz (wykorzystanie kanału łączności rozmównej energetyki),
- (1995-2010) – Trunking DIGICOM 7 – (w części lokalizacji działający do dzisiaj),
- (2004-2018) – GPRS/UMTS/LTE-APN,
- (2010-2018) – TETRA (w części Koncernów Energetycznych),

a od strony systemów nadzoru:

- system klasy SCADA,
- systemy FDIR zintegrowane z systemami SCADA,
- systemy FDIR niezależne od systemu SCADA.

Wszystkie wdrożenia firmy Mikronika były oparte o wypracowane wspólnie z Klientami (Koncerny Energetyczne – interaktywna współpraca) pomysły. Mikronika miała pewną ideę opartą o śledzenie tendencji europejsko-światowych i wspólnie z naszymi Klientami analizowaliśmy co można zrobić, aby poprawić skuteczność zarządzania siecią energetyczną SN. Największy postęp został zainicjowany wejściem Polski do UE i wprowadzeniem regulacji, które wyznaczyły m.in. wskaźniki SAIDI, SAIFI.

Na przestrzeni ostatnich 10 lat, patrząc z punktu widzenia Mikroniki, która jest

dostawcą systemów automatyki dla ok. 50% rynku w Polsce, oraz uwzględniając sugestie KE pozostał „na placu boju” system automatyki sieciowej FDIR zintegrowany z systemami centralnymi SCADA. Na razie inne koncepcje są na etapie małych pojedynczych instalacji. Rys. 1 Przedstawia wdrożenia modułu FDIR zintegrowanego z systemem SCADA SYNDIS RV.

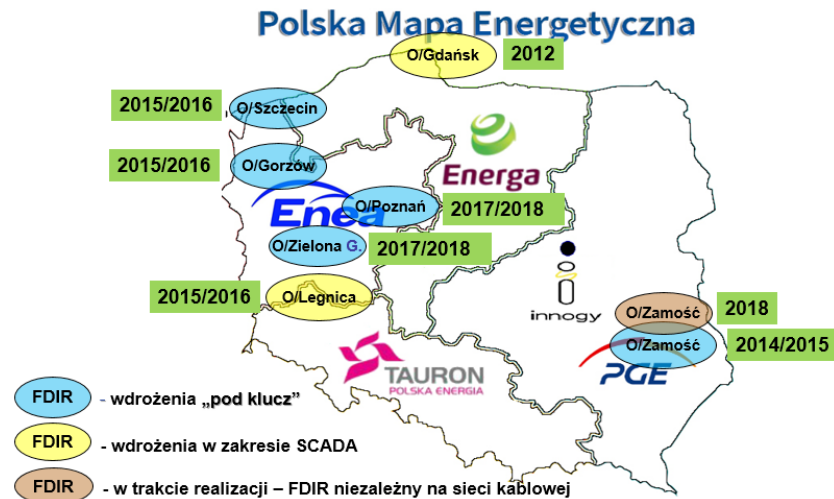
Etapy realizacji pilotaży:

- Rok 2012 – Energa Operator o/Gdańsk – 1 obszar pilotażowy - wdrożenie w zakresie funkcjonalności SCADA/FDIR – projekt „proof of concept”.
- Rok 2014/2015 – PGE Dystrybucja o/Zamość – 1 obszar pilotażowy - wdrożenie „pod klucz” w zakresie całości systemu SCADA/FDIR oraz urządzeń sterujących w głębi sieci (pełna modernizacja obiektów). Po raz pierwszy w Polsce wykorzystanie rozłączników SN ze zintegrowanymi z nimi sensorami do pomiaru prądów i napięć (tzw. pełny układ pomiarowy), pozwalający zastosować kryteria prądowe i admitancyjne (bezkierunkowe i kierunkowe) we wskaźnikach przepływu prądów zwarciowych.
- Rok 2015/2016 – ENEA Operator o/Goźków – 2 obszary pilotażowe – wdrożenie „pod klucz” w zakresie całości

systemu SCADA/FDIR oraz dostawy i montażu wszystkich urządzeń sterowniczo-łączyeniowych w głębi sieci (pełna modernizacja obiektów). Powszechne wykorzystanie rozłączników SN ze zintegrowanymi z nim sensorami do pomiaru prądów i napięć.

- Rok 2015/2016 – ENEA Operator o/ Szczecin – 2 obszary pilotażowe – wdrożenie „pod klucz” w zakresie całości systemu SCADA/FDIR oraz dostawy i montażu wszystkich urządzeń sterowniczo-łączyeniowych w głębi sieci (pełna modernizacja obiektów). Powszechne wykorzystanie rozłączników SN ze zintegrowanymi z nim sensorami do pomiaru prądów i napięć.
- Rok 2015/2016 – Tauron Dystrybucja o/ Legnica – 1 obszar pilotażowy – wdrożenie w zakresie funkcjonalności SCADA/FDIR. Wykorzystanie istniejących urządzeń w głębi sieci bez ich modernizacji.
- Rok 2017/2018 – ENEA Operator o/ Poznań – 1 obszar pilotażowy – wdrożenie „pod klucz” w zakresie całości systemu SCADA/FDIR oraz urządzeń sterujących w głębi sieci (pełna modernizacja obiektów).
- Rok 2017/2018 – ENEA Operator o/ Zielona Góra – 1 obszar pilotażowy – wdrożenie „pod klucz” w zakresie całości systemu SCADA/FDIR oraz urządzeń sterujących w głębi sieci (pełna modernizacja obiektów). Zastąpienie części rozłączników w stacjach wewnętrznych wyłącznikami wewnętrznymi z pełną automatyką sieciową (umożliwienie wyłączenia części sieci bez konieczności wyłączania całego ciągu w GPZ).
- Rok 2018 – w trakcie realizacji – PGE Dystrybucja o/ Zamość – 1 obszar pilotażowy - wdrożenie niezależnej automatyki FDIR na sieci kablowej.

Wszystkie w/w zrealizowane pilotaże zakończyły się fizycznymi próbami zwarciovymi w głębi sieci SN. Były to doziemienia niskooporowe i wysokooporowe wykonywane za pomocą dostarczonego przez Mikronikę przewoźnego reklozera lub wykonane w technologii PPN. Próby zwarciovowe miały na celu sprawdzenie poprawności wyliczenia nastaw dla reklozerów i wskaźników przepływu prądów zwarciovych, zastopniowania zabezpieczeń na wyłącznikach (GPZ – reklozery) oraz sprawdzenia poprawności działania modułu FDIR (wyliczenie sekwencji sterowniczych izolujących uszkodzone fragmenty sieci oraz sekwencji sterowniczych przywracających zasilanie jak największej ilości odbiorców w czasie poniżej 3 minut). Wszystkie



Rys. 1. Wdrożenia modułu FDIR zrealizowane przez Mikronikę na terenie Polski

przeprowadzone próby zakończyły się wynikiem pozytywnym, a czas rekonfiguracji sieci zawierał się w przedziale od 1 do 2 minut (dla modułu FDIR pracującego w trybie automat).

Decyzje o integracji automatyki FDIR z systemami Centralnymi SCADA opierają się na doświadczeniach oraz na tym, że tylko system SCADA (zwłaszcza zintegrowany z modułami OMS i Prace Planowe) posiada wszystkie niezbędne informacje do prowadzenia przełączeń w sieci.

Zapewnia to uwzględnienie w sekwencjach łączyeniowych, izolujących uszkodzone fragmenty sieci i przywracających zasilanie odbiorcom, takich informacji jak:

- aktualne i przyszłe prace planowe,
- prace na liniach (w tym w technologii PPN),
- uszkodzenia linii, urządzeń,
- rozmostkowania,
- zaniki łączności z obiektami, oraz dodatkowo:
- w każdej chwili możliwość ingerencji Operatora w system (np. zatrzymanie),
- pełna syntetyczna kontrola nad tym co wydarzyło się w sieci (raporty, dziennik zdarzeń, itp.).

Kierunek integracji systemów automatyki FDIR z systemem SCADA deklarują:

- ENEA Operator – system automatyki FDIR ma być zintegrowany z systemem SCADA - decyzja poparta pilotażami na 6 obszarach.
- TAURON Dystrybucja – system automatyki FDIR ma być zintegrowany z systemem SCADA (nie przekreśla to innych lokalnych niezależnych instalacji).
- ENERGA Operator – rozważa budowę/modernizację Centralnego Sys-

temu SCADA w kierunku jednego systemu z zaawansowanymi funkcjami ADMS (w tym automatyki FDIR) - FDIR ma być zintegrowany z systemem SCADA.

- Innogy STOEN – system automatyki FDIR ma być zintegrowany z systemem SCADA.

- PGE Dystrybucja – pojedyncze pilotaże FDIR w różnym zakresie funkcjonalności – brak jednoznacznej decyzji co do kierunku rozwoju.

Nasze doświadczenia na 9 obszarach zaowocowały tym, że system FDIR stał się bardziej przyjazny dla użytkownika. Nie jest to już tylko prosty „automat”, ale system ekspercki, który podpowiada i pomaga użytkownikowi w podjęciu właściwych działań, a także w syntetyczny sposób informuje o zmianach zachodzących w sieci. Służą temu m.in. następujące funkcje:

- wskaźniki statusu systemu (specjalna ikona na niezakrywalnej belce),
- wizualizacja obszarów wyizolowanych (objętych uszkodzeniem) poprzez „miganie” linii na tym obszarze,
- system „wyjątków FDIR” umożliwiający bieżące modelowanie sieci. „Wyjątek FDIR” jest tzw. operacją schematową umożliwiającą wyłączenie wskazanego łącznika lub fragmentu linii z algorytmu rekonfiguracji (moduł FDIR nie bierze tych elementów pod uwagę przy obliczeniach),
- definicja kolejności przełączeń i zasilania kluczowych odbiorców,
- możliwość skonfigurowania próbnego łączenia (tzw. dodatkowy SPZ), który na liniach napowietrznych usuwa ok. 50-60% zakłóceń,
- odporność na bieżące zakłócenia,

zaniki łączności, uszkodzenia urządzeń (odpowiednia eliminacja nieoperatywnych elementów),

- „dziennik zwarć” obrazujące wszystkie ostatnie zadziałania FDIR,
- raporty poglądowe i szczegółowe z zadziałania FDIR łącznie z retrospekcją schematu sieci,
- praca w trybie automat/półautomat,
- możliwość dezaktywacji czasowej modułu FDIR na wybranych obszarach sieci,
- równoległa praca wielu modułów FDIR na zdefiniowanych obszarach.

Rozwój funkcjonalny systemu SCADA/FDIR prowadzony był równolegle ze zmianą technologii urządzeń sterowniczych instalowanych w głębi sieci SN. Urządzenia sterujące z kolei ewoluowały razem z pojawiającymi się na rynku aparatami łączeniowymi.

Współpraca z producentami aparatury łączeniowej zaowocowała opracowaniem i wdrożeniem (na wszystkich powyższych obszarach pilotażowych) pierwszego polskiego wyłącznika napowietrznego (reklozer) typu THO-RC27 prod. ZPUE S.A., do obsługi którego wykorzystywany jest sterownik SO-54SR-111-REK-1.4 prod. Mikronika. Jest to wspólny certyfikowany produkt firm ZPUE i Mikronika.

Rozwój rozłączników napowietrznych SN oraz doposażenie ich w zintegrowane sensory prądowo-napięciowe, umożliwiające zastosowanie kryteriów

admitancyjnych w sieci kompensowanej, zaowocował powstaniem urządzeń serii SO-54SR-3xx/4xx/5xx do obsługi tych rozłączników. Są to sterowniki ze zintegrowanymi wskaźnikami przepływu prądów zwarciovych oraz zintegrowanymi modemami LTE. Służą one również do obsługi pól rozdzielnic SN w stacjach. Dostosowane są one do różnego rodzaju sensorów napięciowo-prądowych oferowanych aktualnie na polskim rynku.

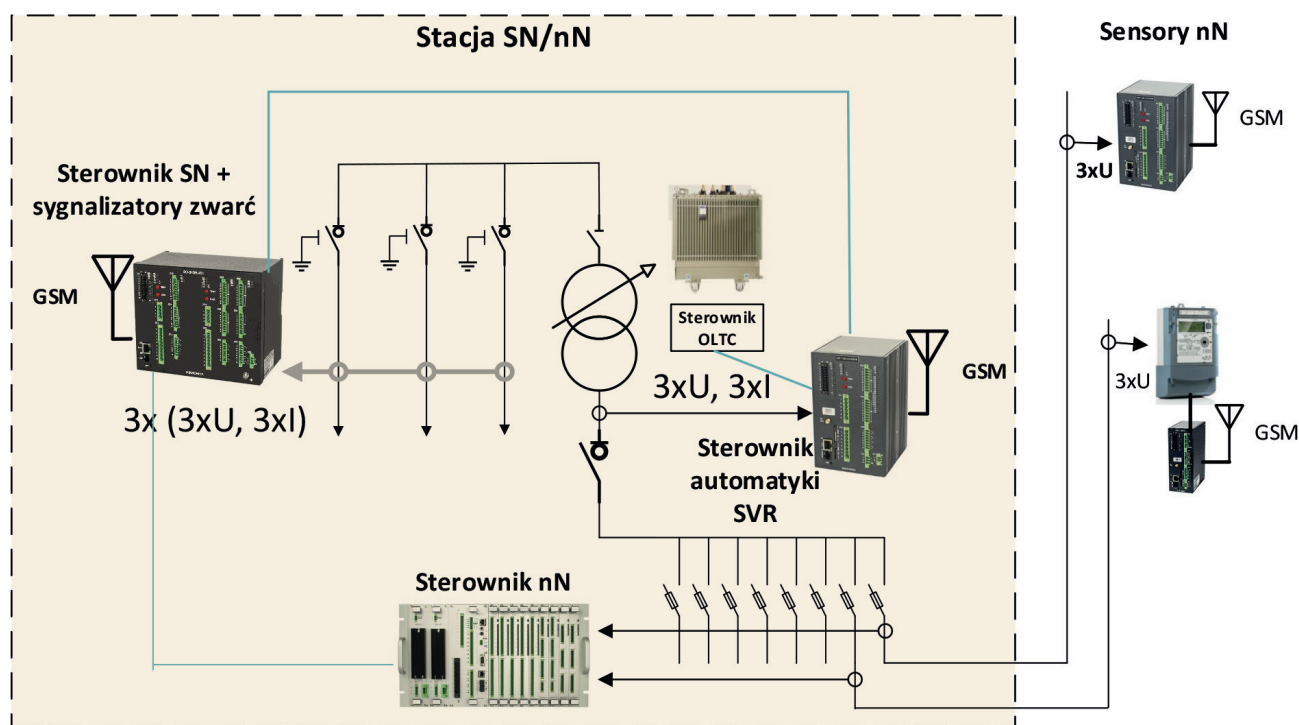
Dokładny opis urządzeń znajduje się w drugim referacie pt. „Zabezpieczenia firmy Mikronika serii SO-54SR-xxx do zastosowań w liniach SN (reklozery, stacje SN/nN, rozłączniki napowietrzne, itp.)” Rozwijając funkcjonalności urządzeń automatyki sieciowej firma Mikronika opracowała również rozwiązania do sterowania podobciążeniowym przełącznikiem zaczeów dla transformatora SN/nN. Sterowanie przełącznikiem zaczeów może odbywać się z wykorzystaniem 2 algorytmów: SVR (Smart Voltage Regulation - kryterium napięciowe) oraz FBVR (Frequency Based Voltage Regulation - kryterium częstotliwościowe). Celem takiej regulacji jest utrzymanie wymaganych parametrów energii elektrycznej dostarczanej do odbiorców.

Rys. 2 Przedstawia kompleksową automatykę stacji SN/nN z podobciążeniową regulacją napięcia (wariant SVR)

Do regulacji napięcia po stronie nN sto-

sowany jest transformator SN/nN z podobciążeniową regulacją zaczeów. Sterownik automatyki SVR umieszczony w szafce automatyki, realizuje m.in. algorytmy regulacji na podstawie zmierzonych sygnałów pochodzących bezpośrednio z transformatora oraz z tzw. sensorów umieszczonych w głębi sieci nN (np. u odbiorców końcowych). Typowy sensor to sterownik pomiarowy z zabudowanym modułem komunikacyjnym GSM. Obecnie trwają prace testowe nad wykorzystaniem liczników energii elektrycznej jako sensorów napięcia poprzez podłączenie do nich dedykowanych modemów GSM. Oprócz sterowania podobciążeniowym przełącznikiem zaczeów w stacji zainstalowany jest również sterownik przeznaczony do nadzoru pól SN ze zintegrowanymi wskaźnikami przepływu prądu oraz sterownik do nadzoru obwodów nN (pomiar prądów we wszystkich obwodach i napięcia na szynach).

Ostatnie doświadczenia z pilotaży wskazują na potrzeby rozwiązania kilku kluczowych problemów związanych głównie z wyliczeniem nastaw dla urządzeń w głębi sieci. Wszystkie powyższe urządzenia (reklozery, wskaźniki przepływu prądów zwarciovych) są urządzeniami klasy zabezpieczeniowej i do prawidłowego działania wymagają skonfigurowania w nich odpowiednich banków nastaw oraz ich przełą-



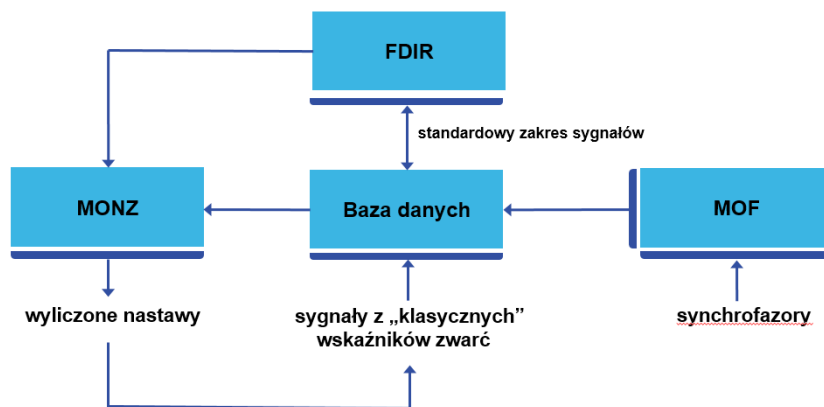
Rys. 2. Przykład kompleksowej automatyzacji stacji SN/nN

czenia w czasie zmiany układu pracy sieci. Z czasem przy modernizacji linii (np. kablowanie linii napowietrznych) banki te wymagają ponownego przeliczenia i uaktualnienia. Zmiana układu pracy sieci związana z prowadzeniem np. prac planowych również wymaga przełączania banków nastaw. Z analizy wynika, że urządzeń tego typu w kolejnych latach będzie przybywać i na poziomie Koncernu Energetycznego może być ich kilka tysięcy. Wyliczenie nastaw i sprawna ich modyfikacja dla tak dużej liczby reklozerów i wskaźników przepływu prądów zwarciovych wymagać będzie ciągłej analizy sieci i przekierowanie do tego znacznych zasobów ludzkich.

Widząc powyższe problemy i rozmawiając o nich z naszymi Klientami podjęliśmy działania, aby te problemy zminimalizować od strony eksploatacyjnej. Wymaga to jednak zmiany klasycznego podejścia do zabezpieczeń, które wykorzystuje kilka banków nastaw.

Prace rozwojowe w tym zakresie prowadzone są przez nas wspólnie z Koncernami Energetycznymi w dwóch kierunkach:

- 1. Dynamiczne wyliczenie nastaw z układu rzeczywistego sieci w oparciu o jej model CIM oraz zawarte w nim parametry sieci SN. Wyliczenie odbywać będzie się przez moduł obliczania nastaw zabezpieczeń (MONZ) każdorazowo po zmianie topologii sieci, a nowe wyliczone nastawy przesyłane będą drogą radiową do urządzeń w głębi sieci. Urządzenia te po otrzymaniu nowych parametrów zrekonfigurują się w sposób automatyczny. Konceptję tą rozpoczęliśmy już realizować wspólnie z Tauron Dystrybucja w ramach projektu finansowanego przez Unię Europejską.
- 2. Zastosowanie technologii synchronofazorów wyznaczanych na podstawie mierzonych sygnałów pochodzących z sieci SN. Prace te zostały poprzedzone wielomiesięcznymi analizami i testami na podstawie danych z rzeczywistych obiektów. Analiza synchronofazorów z danego obszaru sieci umożliwi wykrywanie awarii ze skutecznością porównywalną do obecnie funkcjonującego rozwiązania z nastawianymi kryteriami zabezpieczeniowymi w reklozerach i wskaźnikach zwarć. Przewagą opisywanego podejścia, jest wyeliminowanie potrzeby stosowania kryteriów ziemnozwarciowych w większości urządzeń pracujących w głębi sieci.



Rys. 3. Współpraca modułów obliczeniowych w systemie SCADA SYNDIS RV

Na wyznaczonym obszarze wszystkie obiekty, posiadające sensory prądowo-napięciowe, zostaną dodatkowo wyposażone w odbiorniki GPS do synchronizacji czasu z dokładnością 1 μ s. Synchronizacja na tym poziomie niezbędna jest do precyzyjnego wyznaczenia synchronofazorów, których dalsze przetwarzanie pozwoli na poprawne wykrycie awarii występującej w badanym obszarze. Analizę wyznaczonych synchronofazorów przeprowadzać będzie niezależny moduł obliczeniowy (MOF) zintegrowany z systemem FDIR i SCADA.

Rys. 3 Przedstawia sposób współpracy modułów obliczeniowych w systemie SYNDIS RV uwzględniającym powyższe dwa kierunki rozwoju.

Całość koncepcji opiera się na tym, że już eksploatowany i sprawdzony produkcyjnie (od kilku lat) moduł FDIR jest niezmienny, a jedynie instalowane są dodatkowe moduły, które będą współpracować z modułem FDIR wymieniając dane poprzez wspólną bazę danych. Pozwala to na wdrożenie i testowanie nowych rozwiązań i technologii, bez potrzeby natychmiastowej modernizacji już działających z FDIR-em urządzeń w głębi sieci.

Dalszy rozwój systemu SYNDIS/FDIR jest ściśle związany z uruchomieniem modułów obliczeniowych związanych z estymacją obciążeń, rozptyłami, obliczeniami zwarciovymi, czy też optymalizacją punktów podziału:

- algorytm FDIR wyznaczający sekwencję może zostać wykorzystany do optymalnego przygotowania miejsca pracy,
- zastosowanie algorytmów power shedding – czyli strategia częściowego ograniczenia obciążenia pod-

czas rekonfiguracji, jeśli parametry sieci nie pozwalają na przywrócenie zasilania w pełnym zakresie.

Podsumowanie

Ciągle wzrastające wymagania dotyczące niezawodności i ciągłości w dostawie energii elektrycznej powodują nieustanny rozwój urządzeń instalowanych w głębi sieci SN oraz systemów informatycznych zarządzających nimi. Aby sprostać oczekiwaniom Koncernów Energetycznych oraz zmieniającym się regulacjom prawnym, należy na bieżąco śledzić trendy rozwojowe w krajach rozwiniętych technologicznie. Wypracowane na zachodzie Unii Europejskiej kierunki rozwoju, zwykle w ciągu kolejnych 2-3 lat docierają do Polski. Na takie zmiany należy się odpowiednio przygotować. Mikronika uczestnicząc w wielu spotkaniach branżowych (np. targach energetycznych, konferencjach), zarówno w kraju jak i za granicą, prezentuje i oferuje rozwiązania spełniające najnowsze normy dotyczące urządzeń jak i systemów IT. Prowadzi również prace badawczo-rozwojowe i w wielu przypadkach jest pionierem, wdrażając innowacyjne rozwiązania na rynku polskim. Rozwój ten jest możliwy dzięki współpracy z naszymi partnerami z różnych Koncernów Energetycznych. Dzięki nim, mając dostęp do wielu obszarów sieci SN, realizujemy prace rozwojowe oraz przeprowadzamy testy na rzeczywistej sieci elektroenergetycznej, która różni się od wyidealizowanej sieci zasymulowanej w laboratorium. Takie podejście daje pewność, że zastosowane rozwiązania działają poprawnie nie tylko w laboratorium, ale przede wszystkim w rzeczywistych warunkach.